

Выводы. В ходе выполнения данной работы изучены состав и свойства ингибитора АСПО «СНПХ-7821». На первоначальном этапе подбора оптимального состава ингибитора 40 % гексана и 60 % толуола – уже получены положительные результаты: показатели температуры застывания улучшились на 6,5 %, вязкости – на 2,7 %, защитного эффекта ингибирования на 2,4 %. На данный момент разработка нового состава ингибитора продолжается, создан план по подбору оптимального количественного и качественного соотношения компонентов ингибитора, планируется проведение лабораторных исследований и – в случае положительного эффекта – опытно-промышленные испытания на скважинах с малым дебитом.

#### Литература

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал нефтегазовое дело – Уфа, 2011. – № 1 – С. 268–284.
2. Ингибитор парафинидагидратоотложений СНПХ-2821 по ТУ 2858-172-057470-2011.
3. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: Практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
4. Рочева Е.В. Методы борьбы с осложнениями, связанными с АСПО // Новая наука: от идеи к результату – Уфа, 2017. – № 1–3. – С. 40–42
5. Трофимов А.С. Новая технология Majorpack для увеличения СНО НКТ на осложненном фонде скважин: Инженерная практика / Трофимов, А. С. – Москва, 2012. №1 – 74 с.
6. Экспериментальные методы исследования парафинистых нефтей / Под ред. К.Д. Ашмяна. – «ВНИИнефть», 2004. – 108 с.
7. Gorshkov A.M., Pham T., Shishmina L.V., Chekantseva L.V. The influence of dispersing additive on the paraffin crystallization in model systems (Article number 012044) // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2015 – V. 27. – P. 1–7.

### **ПОДГОТОВКА ГАЗА МЕТОДОМ АБСОРБЦИИ**

**Д.А. Бычков**

Научный руководитель - доцент С.Н. Харламов

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

Целью данной работы является поиск новейших технологий физико-математического моделирования процесс абсорбционной осушки природного газа.

Природный газ, как он используется потребителями, сильно отличается от природного газа, который подается из-под земли до устья скважины. Хотя переработка природного газа во многих отношениях менее сложна, чем переработка и переработка сырой нефти, она в равной степени необходима и перед ее использованием конечными потребителями.

В простой компрессионной газоперерабатывающей установке сырой газ загружается в входной скруббер, откуда удаляются захваченные жидкости. Затем газ последовательно сжимается и охлаждается. При повышении давления и понижении температуры конденсат в газе конденсируется. Если в охладителях образуется жидкость, то газ может находиться в точке росы по отношению к воде или углеводородам. Это может привести к образованию ледяных газовых гидратов, которые могут вызвать трудности в работе установки и должны быть предотвращены от образования, чтобы избежать проблем при последующей транспортировке. Предотвращение гидратации достигается путем введения раствора гликоля в технологический поток для поглощения любой растворенной воды. Обезвоженный газ проходит через технологический поток, а раствор гликоля, содержащий поглощенную воду, нагревается для испарения воды и затем повторно используется.

Другой метод обезвоживания включает пропускание сырого газа через ряд колонн, заполненных твердым осушающим материалом. Конденсат, растворенный в газе, адсорбируется на осушителе, и сухой газ выходит для дальнейшей переработки. Метод абсорбции (GACR), используемый в нефтегазовой промышленности для газожидкостной межфазной области в реакторных системах, впервые адаптирован для измерения эффективной воздушно-водной межфазной области природных пористых сред. Эксперименты проводились с использованием метода GACR, а также двух стандартных методов (рентгеновской микротомографической визуализации и межфазного секционирования tracer tests) для сравнения, используя модельные стеклянные шарики и натуральный песок. Результаты серии экспериментов, проведенных в идентичных условиях, показали, что метод GACR обладает отличной повторяемостью для поддержания постоянной насыщенности водой и для измерения межфазной площади (AIA). Коэффициенты вариации для АИА составили 3,5% для стеклянных шариков и 11% для песка Плексиглас был использован для того чтобы изготовить тело намоченной колонны стены для того чтобы сделать процесс потока падающей пленки видимым. Длина и наружный диаметр трубки из нержавеющей стали составляли соответственно 3,15 дюйма и 11,15 дюйма. Он был установлен внутри концентрической стеклянной трубки диаметром 3/2 дюйма. Эта экспериментальная установка состоит из испытательной секции абсорбера, резервуара для хранения, расходомеров жидкости и газа, индикатора давления (PI) и регулятора температуры (TIC).

Система содержит газ, содержащий компонент, который может вступать в реакцию с реагентом, присутствующим в газосмешиваемой жидкости, причем жидкофазный реагент нерастворим в газе. Количество газовой составляющей, которая переходит в жидкость (поглощение), является функцией площади межфазной поверхности газ-жидкость, массообменных свойств и скорости реакции. Если скорость реакции достаточно высока, то газовая составляющая будет потребляться сразу же после переноса в жидкость (т. е. на жидкой стороне границы раздела газ-жидкость), без дополнительной реакции внутри объемной жидкости. При этом условии истощение

газовой составляющей из газовой фазы (и образование продукта реакции в растворе) пропорционально величине межфазной площади флюид-жидкость, что обеспечивает возможность определения последней. В данной работе будут оценены влияние технологических факторов на качество подготовки газа методом абсорбции и выявлены основные направления совершенствования абсорбционной технологии подготовки газа. Обращено внимание на проблемы в исследовании данной области, которые заключаются в сложности технологического процесса.

На любой установке комплексной подготовке газа после установки абсорбера, и подготовки технологической линии, проводятся гидродинамические испытания аппаратов с целью выбора оптимального технологического режима процесса осушки газа, который, в свою очередь, зависит от концентрации и вида абсорбента.

Физико-химическая абсорбция была широко исследована для улавливания  $\text{CO}_2$  в системах IGCC. В процессе физического поглощения  $\text{CO}_2$  удаляется путем растворения  $\text{CO}_2$  в растворителе. Сегодня широко используются физические растворители, которые включают метанолосодержащие присадки, а также такие процессы как Rectisol и гликолевые растворители (диметиловый эфир полиэтиленгликоля), такие как процесс Selexol. Процесс растворения гликоля оценивается как лучший вариант с более низкой стоимостью для систем IGCC. Процесс получения жидкого метанола является сложным и требует охлаждения растворителей, что приводит к более высокой стоимости. Низкая рабочая температура процесса жидкого метанола приводит к более низкой скорости циркуляции растворителя и более низкой чистой потребляемой мощности по сравнению с процессом растворения гликоля. Синтезируемый газ из процесса WGS охлаждается и поступает на первую стадию процесса Selexol для удаления  $\text{H}_2\text{S}$ , а затем направляется на вторую стадию для удаления 95%  $\text{CO}_2$  в синтезируемом газе. При использовании теоретического метода абсорбции охлажденного газа, извлечение пропана может достигать 90%, а около 40% этана может быть извлечено из потока природного газа. Извлечение с помощью производственного абсорбера, более тяжелых NGLs может быть близко к 100 процентам с помощью этого процесса.

Давайте более подробно опишем каждую из этих технологий. Сравнивая теоретический абсорбер с производственными видно, что теоретический абсорбер показывает более высокую степень осушки газа и меньшие потери ТЭГа с осушенным газом при данных технологических параметрах установки. Это связано с равновесными условиями процесса, которые реализуются при моделировании в программном комплексе HYSYS. В данном абсорбере мы видим равновесные потери гликоля с осушенным газом, которые неизбежны.

Это исследование было проведено для определения влияния возмущения в общем процессе, особенно состава  $\text{CO}_2$ , и подходящего регулятора, реагирующего на изменения поведения для оптимизации системы. Возмущение изменения шага, которое было введено в систему во время динамического моделирования, вызвало некоторые изменения в процессе поглощения. Таким образом, для сохранения эффективности процесса было установлено несколько контроллеров. Так как ранее, на Западно-Таркосалинском газовом промысле использовались тарельчатые абсорберы, то для сравнения результатов испытания одного из них был смоделирован теоретический абсорбер 2, с технологическими параметрами, приближенными к производственному тарельчатому. Теоретический тарельчатый абсорбер 2 позволяет осушить газ до температуры точки росы по воде минус 35,4°C. С производственным тарельчатым абсорбером достигается только минус 16,8°C. Потери гликоля в теоретическом абсорбере составляют 0,14 г/1000 м<sup>3</sup>, в производственном – 0,72 г/1000 м<sup>3</sup>. Моделирующую схему теоретического абсорбера следует воспринимать как технологическую модель тарельчатого абсорбера для Западно-Таркосалинского газового промысла. По ней мы можем судить об эффективности аппарата, увидеть возможную максимально низкую температуру точки росы осушенного газа и равновесные потери гликоля, которые неизбежны. Несмотря на то, что при использовании производственного тарельчатого абсорбера достигается нормативная температура точки росы, эффективность абсорбера ниже теоретически возможной, которая следует из результатов моделирования в программном комплексе HYSYS. Возможно, это и послужило к последующим модернизациям массообменной части абсорберов на Западно-Таркосалинском газовом промысле.

Был рассмотрен принцип расчета абсорбера. Выявлена проблема, которая заключается в том, что в России, по данным современных журналов, не встречаются публикации с более новыми методами подхода к расчету абсорбера. Однако это может говорить о том, что данная методика является одной из лучших на сегодняшний день.

### Литература

1. Арнольд К., Стюарт М. Справочник по оборудованию для комплексно подготовки газа. Промысловая подготовка углеводородов / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2015. – 630 с.
2. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М.: Недра, 2017. – 450 с.
3. Елистратов М. В. Совершенствование методов расчета фазового равновесия в система «природный газ – гликоли – вода – метанол» для повышения эффективности гликолевой осушки природного газа. Автореферат диссертации канд. техн. наук. Москва, 2016. – 24 с.
4. Кидни А. Дж., Парриш У.Р., Маккартни Д. Основы переработки природного газа: пер. с англ. яз. 2-го изд. под ред. О.П. Лыкова, И.А. Голубевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2018. – 664 с., ил.